

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ МОДЕЛИ ЭЭС В УСЛОВИЯХ РЫНКА

А.С. Бердин, П.А. Крючков, Н.Г. Шубин

Оперативное диспетчерское управление ЭЭС России в условиях действия конкурентного сектора оптового рынка электроэнергии опирается на множество прогнозов потребления электроэнергии и системных условий. Прогнозы позволяют получить участникам рынка необходимые ориентиры при планировании своей хозяйственной деятельности и инвестиционной политики. Долгосрочные прогнозы потребления электроэнергии предусматриваются в отношении каждой объединенной энергосистемы и Единой энергосистемы России в целом.

В новой модели рынка электроэнергии также востребованы краткосрочные и оперативные прогнозы при определении планируемых объемов производства и потребления электроэнергии для каждого участника рынка и составлении диспетчерских графиков загрузки генерирующих мощностей и графиков потребления мощности на каждый диспетчерский интервал на сутки вперед.

Эффективность решения задач оперативного и краткосрочного управления режимами во многом зависит от качества применяемых методов прогноза нагрузок. Погрешности в оценке узловых мощностей могут приводить к существенным ошибкам при расчете потокораспределения. Это отрицательно сказывается на результатах планирования режимов и осуществлении оперативного управления ими. В рамках предлагаемой адаптивной модели ЭЭС [1] предусмотрена прогнозная функция параметров потребления (генерации) электроэнергии. Интеграция и согласование краткосрочного и оперативного прогнозов в одной системе позволяют получать более точные результаты.

Единая адаптивная модель ЭЭС предлагается для информационного обеспечения задач технологического управления режимами и строится на следующих принципах [2]:

- **распределенность** – разнесение функций формирования и подготовки данных о состоянии ЭЭС по ее объектам;
- **непрерывность** – представление информации на интервалах управления в виде аппроксимационных моделей, отражающих реальное поведение параметра во времени;
- **адаптивность** – изменение параметров и характеристик модели за счет текущего контроля первичных параметров ЭЭС.

Для получения прогнозных значений нагрузок узлов на установленных интервалах упреждения необходимо решать следующие задачи (рис.1):

- краткосрочный прогноз потреблений ОЭЭС и РЭЭС;
- аналогичный прогноз нагрузок узлов;
- коррекция краткосрочного прогноза нагрузки методом скользящих суток;
- оперативный прогноз нагрузки узлов и потребления ЭЭС.

Краткосрочный прогноз потребления ОЭЭС и РЭЭС в настоящее время выполняется методом ВНИИЭ, используя традиционный подход расчета ожидаемых значений потребления для каждого часа суток. Учитывая принятую концепцию задания нагрузок в виде интервальных моделей, часовые значения краткосрочного прогноза потребления ЭЭС на суточном интервале представляются путем аппроксимации рядом Фурье. Полученная при этом модель используется для расчета краткосрочного прогноза нагрузок в узлах ЭЭС.

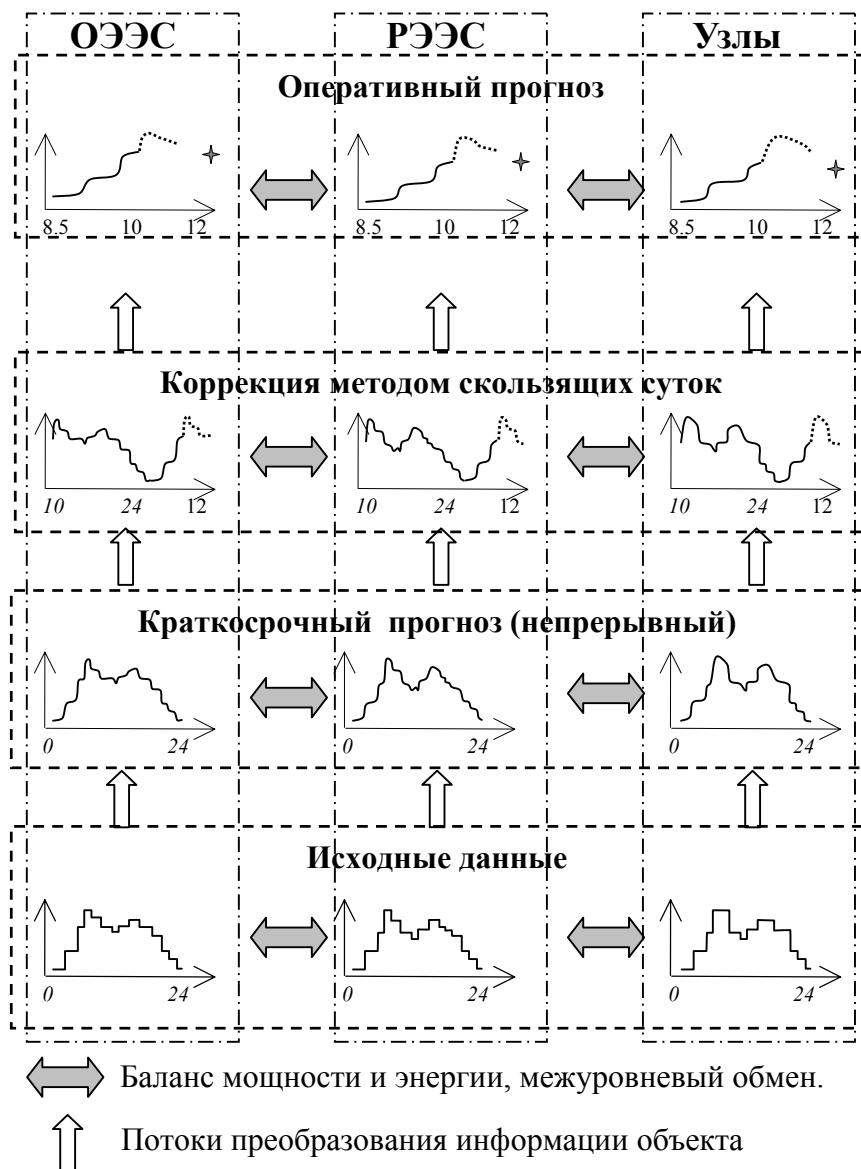


Рис. 1. Структура подсистемы краткосрочного и оперативного прогноза нагрузки узлов.

Методологическая и структурная общность прогнозных задач позволяет решить задачу краткосрочного прогноза потреблений ЭЭС в рамках одного программного комплекса. Планируется реализация краткосрочного прогноза потреблений ОЭЭС и РЭЭС на единой методологической основе с применением нелинейных аддитивных моделей.

Оперативный прогноз нагрузок узлов (на интервале упреждения до 4-6 ч) основан на применении нелинейных аддитивных моделей. Данный метод используется для оперативного прогноза электропотреблений РЭЭС и ОЭЭС, нагрузок узлов, межсистемных перетоков и показал хорошие результаты в промышленной эксплуатации. В качестве модели нагрузки на оперативном интервале управления применяется полином Лежандра. В отличие от простых полиномов, эта модель обеспечивает выполнение условия ортогональности.

Особенностью моделей, применяемых в оперативном цикле, является использование для расчета прогнозной траектории результатов краткосрочного прогноза. Учет текущих данных в суточном разрезе позволяет уточнить краткосрочный прогноз и, как

следствие, улучшить оперативный прогноз. Коррекция краткосрочного прогноза нагрузки выполняется методом скользящих суток [1].

Задача оперативного прогноза нагрузок решается методом аппроксимации значений нагрузки на интервале моделирования τ_{mo} нелинейной аддитивной функцией. Прогнозная траектория описывается ортогональным полиномом Лежандра. Интервал моделирования τ_{mo} включает в себя интервал ретроспективных данных τ_{ro} (рис. 2) и интервал упреждения оперативного прогноза τ_{uo} .

Для определения параметров прогнозной модели в момент времени t_0 используются фактические значения нагрузки текущего ретроспективного интервала τ_{ro} , а также часовые значения краткосрочного прогноза нагрузки на интервале упреждения τ_{uo} . Ожидаемое значение нагрузки, взятое из результатов ее краткосрочного прогноза называется “точкой притяжения”. При прогнозировании нагрузок внешних перетоков в качестве значений краткосрочного прогноза следует использовать плановые значения диспетчерских графиков перетоков мощности, а для электростанций – графики генерации.

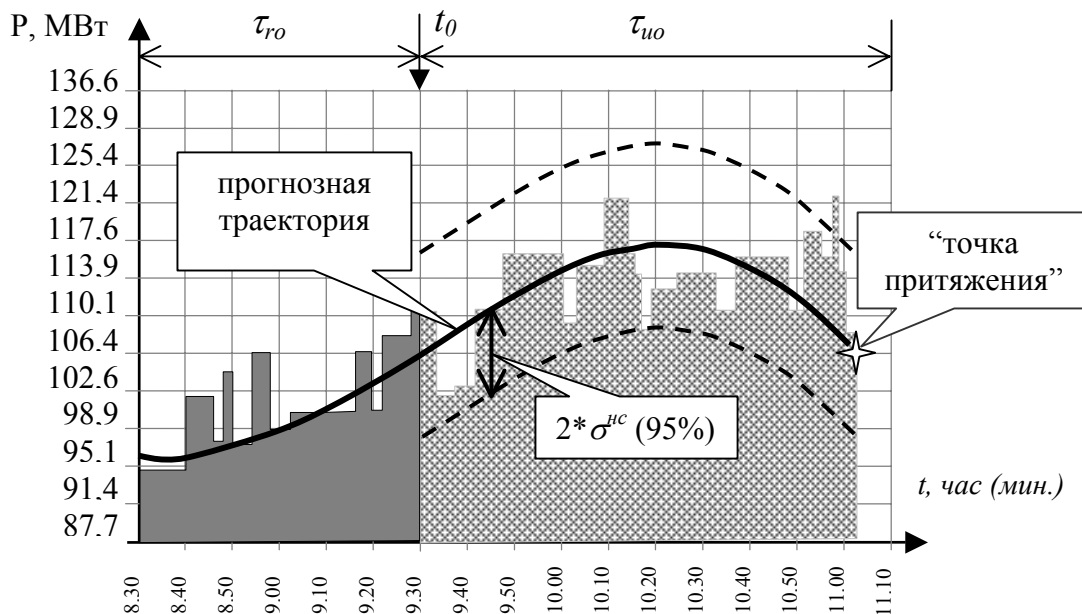


Рис. 2. Оперативный прогноз нагрузки с использованием “точки притяжения”.

Очевидно, что значительные ошибки краткосрочного прогноза в расчете значений “точек притяжения” приводят к снижению качества оперативного прогноза нагрузок. Учет ретроспективных данных за прошедшие сутки от t_0 позволяет уточнить текущее значение “точки притяжения”. Ранее для этой цели использовалась линейная модель:

$$P_{t+l}^{n,mn} = P_{t+l}^{kcn} + \sum_{m=0}^l k_m \Delta P_{t-m}, \quad l=1,2, \quad (1)$$

где $P_{t+l}^{n,mn}$ – скорректированное значение “точки притяжения”;

P_{t+l}^{kcn} – значение нагрузки из краткосрочного прогноза;

ΔP_{t-m} – отклонения фактической нагрузки от прогноза в последние 3 ч,

k_m – весовые коэффициенты, задаваемые для каждого прогнозируемого параметра отдельно.

С целью уточнения результатов прогнозирования в оперативном цикле управления разработан метод скользящих суток. В этом методе обеспечивается расчет “точки притяжения” с постоянным временем упреждения. Метод основан на предположении об устойчивой цикличности поведения нагрузки с периодом, равным суткам, а также близости поведения нагрузки на характерных интервалах времени, например, ночной провал или утренний набор нагрузки.

Метод скользящих суток представляет собой циклическую аппроксимацию значений нагрузки на суточном интервале ретроспективы относительно текущего момента времени t_0 . В качестве модели нагрузки на суточном интервале τ_{mc} используется ряд Фурье. В каждом цикле суточный интервал длительностью T_{mc} (рис. 3) делится относительно текущего времени t_0 на две составляющие:

$$T_{mc} = T_{rcc} + T_{ucc} = 24 \text{ ч}, \quad (2)$$

где T_{rcc} – длительность интервала ретроспективы;

T_{ucc} – длительность интервала упреждения в методе скользящих суток.



Рис. 3. Определение “точки притяжения” для оперативного прогноза методом скользящих суток.

В методе скользящих суток обучающая выборка для расчета коэффициентов модели формируется следующим образом. На ретроспективном интервале τ_{rcc} используются текущие значения нагрузки, а для интервала упреждения τ_{ucc} берутся значения нагрузки из прошедших суток и прогнозные значения (“точки притяжения”) из краткосрочного прогноза на этот интервал времени (что помимо прочего позволяет учесть влияние температуры на величину нагрузки):

$$P^p(t_o, t_o - T_{rcc}; t_o, t_o - T_{mc} + T_{ucc}) = \sum_{k=1}^N A_k^{cc} f_k(t), \quad t \in \tau_{mc}, \quad (3)$$

тогда оценку значений на предстоящем интервале τ_{rcc} можно получить как

$$P^p(t_o, t_o + T_{ucc}) = \sum_{k=1}^N A_k^{cc} f_k(t), \quad t \in \tau_{mc}. \quad (4)$$

Исходя из требований оперативного прогноза, максимальная длительность интервала упреждения T_{ucc} составляет 3 ч. Длительность интервала ретроспективы методом скользящих суток определится как

$$T_{rcc} = T_{mc} - T_{ucc} = 19 \text{ ч.}$$

Для интервала упреждения длительностью $T_{ucc} < 2$ ч, можно получить более простую модель, в которой расчет коэффициентов ведется используя значения нагрузки только на интервале ретроспективы τ_{rcc} :

$$P^p(t_o - T_{rcc}, t_o) = \sum_{k=1}^N A_k^{cc} f_k(t), t \in \tau_{mc}. \quad (5)$$

Проверка эффективности предложенных методов и алгоритмов оперативного и краткосрочного прогнозирования нагрузок узлов проводилась во время отладки и внедрения системы моделей нагрузок узлов (СМНУ) как подсистемы ОИК "КИО-3" ОДУ ОЭЭС "Урала". Для этого была создана информационная база о поведении нагрузок узлов, потреблений ЭЭС и нагрузок внешних связей и выполнены серии расчетов по оценке погрешностей прогнозных значений.

Выборочные оценки ошибок краткосрочного прогноза для рабочих дней приведены в табл. 1. Для сравнения приведены результаты краткосрочного прогноза, выполненного как предложенным методом нелинейных связей (МНС), так и ранее применявшимся для этих целей методом пропорционального распределения (МПР). Характер зависимости среднеквадратического отклонения ошибки прогноза от средней мощности узловой нагрузки продемонстрирован на рис. 4.

Таблица 1

Ошибки краткосрочных прогнозов узловых нагрузок

Нагрузка	P_{cp} МВт	$\varepsilon^p, \%$		$\sigma_{ош}, \%$	
		МПР	МНС	МПР	МНС
Южная-220	99,0	19,2	4,9	35,0	11,0
Привал-220	114,0	18,6	2,1	38,6	9,1
Шагол-220	148,0	13,3	3,4	29,0	7,4
Златоуст -110	220,0	10,6	4,5	27,3	5,8
Тагил-220	476,0	11,0	2,6	17,0	5,6

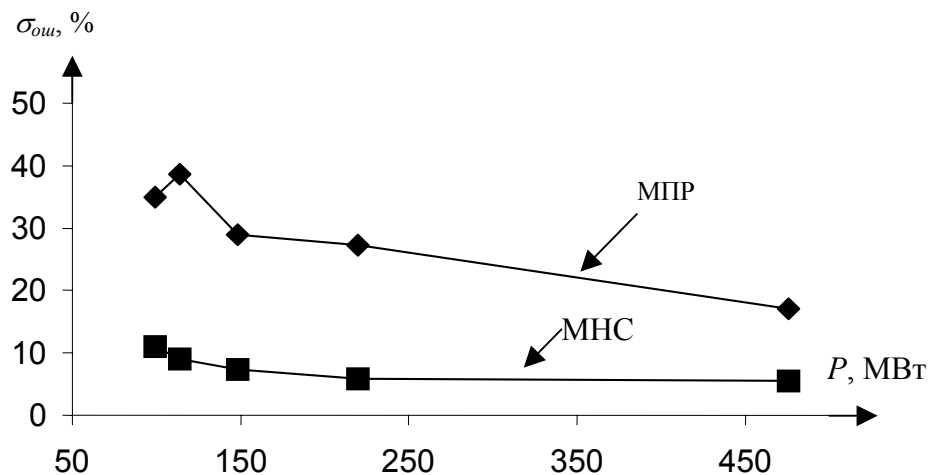


Рис. 4. Зависимость $\sigma_{ош}$ (%) краткосрочного прогноза от мощности нагрузки узла методами МПР и МНС.

Анализ результатов сравнительной оценки показал более высокую эффективность прогнозирования методом нелинейных связей по сравнению с методом пропорционального распределения. При прогнозировании первым наблюдается снижение и средней, и среднеквадратической ошибок примерно в 2-3 раза. Улучшение качества прогноза происходит в первую очередь за счет использования в краткосрочном прогнозе текущих достоверных данных, рассчитанных в подсистеме формирования нагрузок узлов СМНУ.

Для оценки эффективности применения метода скользящих суток в оперативном прогнозе нагрузок узлов выполнены также экспериментальные расчеты на ретроспективных данных. Промоделирован циклический режим работы СМНУ, а именно выполнена идентификация параметров модели через каждые 10 мин. (цикл оперативного прогноза) на суточном интервале. Использовалась модель Лежандра: $N=3$, $\Delta t=2$ мин., $T_{mo}=3$, $T_{ro}=1$, $T_{uo}=2$ ч. Подробнее описание модели дано в [1].

Для сравнения рассмотрены два способа включения “точки притяжения” в модель оперативного прогноза: в первом случае используется ближайшее второе часовое значение (ЧЗ) из краткосрочного прогноза, во втором – применен метод скользящих суток (МСС) при $T_{исс}=2$ ч. При этом краткосрочный прогноз считался “идеальным”.

Оценивались ошибки ε^{cp} и $\sigma_{ош}$ прогнозных значений, рассчитанные на интервале упреждения 1 ч. Выборочные оценки ошибок оперативного прогноза для рабочих дней приведены в табл. 2.

Таблица 2

Ошибки оперативных прогнозов узловых нагрузок

Нагрузка	P_{cp} МВт	ε^{cp} , %		$\sigma_{ош}$, %	
		ЧЗ	МСС	ЧЗ	МСС
Южная-220	99	4,8	2,4	8,0	7,5
Привал - 220	114	4,6	3,1	6,6	6,1
Шагол-220	148	4,1	3,4	6,5	6,3
Златоуст –110	220	3,6	3,5	5,3	5,0
Тагил-220	476	3,6	2,6	4,5	4,0

Анализ полученных результатов прогноза для оперативного цикла управления показывает меньший разброс ошибок при использовании МСС по сравнению с моделью, в которой использовались часовые значения из краткосрочного прогноза. Снижение среднеквадратического отклонения ошибок $\sigma_{ош}$ на суточном интервале обеспечено за счет постоянной величины времени упреждения “точки притяжения”, используя метод скользящих суток.

Таким образом, экспериментально подтверждается эффективность предложенных методов оперативного и краткосрочного прогноза нагрузок узлов ЭЭС.

В заключение отметим, что прогнозная функция в составе адаптивной модели ЭЭС позволяет легко вводить и учитывать новые параметры, возникающие в ходе реструктуризации и переходе энергосистем к рыночным условиям функционирования. Для этого достаточно добавить в обучающую выборку на ретроспективном интервале и/или интервале упреждения значения заданного параметра с некоторым весовым коэффициентом. Выше было показано как ввод плановых часовых значений на интервале упреждения позволяет улучшить оперативный прогноз. Подобным образом можно учитывать, например, значения заявок участников рынка на объемы потребляемой электроэнергии при расчете оперативного прогноза узловой нагрузки.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Бердин А.С., Крючков П.А.** Формирование параметров модели ЭЭС для управления электрическими режимами. - Екатеринбург: УГТУ, 2000. – 107 с.
2. **Бердин А.С., Демидов С.И., Крючков П.А.** Принципы формирования единой адаптивной модели ЭЭС // Энергосистема: управление, качество, безопасность. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2001. – С.99-101.

Об авторах.

Бердин Александр Сергеевич, 1950 г.р. Окончил Уральский политехнический институт в 1972 г. В 1983 г. защитил кандидатскую, в 2000 г. – докторскую диссертацию. Работал в УО ОРГРЭС, Кировэнерго, ОДУ Урала, УГТУ-УПИ. На сегодняшний день является профессором кафедр «Автоматизированные электрические системы» и «Инновационные технологии». Область научных интересов - информационное обслуживание управления электрическими режимами и управление энергоэффективностью территорий. Опубликовано 70 работ, в том числе одна монография.

Крючков Павел Анатольевич, 1965 г.р. В 1987 г. окончил Уральский политехнический институт. Кандидатскую диссертацию защитил в 1996 г. Работает в УГТУ-УПИ с 1987 г. В настоящее время является доцентом кафедры "Автоматизированные электрические системы". Область научных интересов – информационное обеспечение АСДУ. Опубликовано более 30 работ, в том числе одна монография.

[Начало статьи](#)

[Содержание](#)

[Титульная страница](#)